

УДК [552.578.43:551.76]:528(571.1)

Трусов Л.Л., Зубков М.И.,  
Черновец Л.В., Сойникова Т.Б.

КАРТИРОВАНИЕ ЗОН ВЫСОКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В  
ОТЛОЖЕНИЯХ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ (НА ПРИМЕРЕ ШУШМИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В 1988 г. на Шушминской площади Шаимского нефтегазоносного района были проведены исследования по разработке методики комплексирования данных сейсморазведки, разведочного бурения и аэрофотоснимков с целью выявления высокопродуктивных зон тюменской свиты.

Шушминское месторождение расположено на северо-восточной периклинали Шаимского мегавала и относится к сложнопостроенным месторождениям с резкими перепадами начальных дебитов скважин на коротких расстояниях (300-500 м).

Распределение начальных дебитов (рис. I) на Шушминском месторождении показывает, что основная часть скважин попала в низкопористые коллекторы с начальными дебитами до 10 т/сут, добыча из которых производится при помощи погружных электронасосов с созданием значительных депрессий на пласт. Фонтанные притоки с дебитами более 10 т/сут получены из зон высокопродуктивных коллекторов.

В пределах Шушминского месторождения основным нефтегазопысковым объектом является тюменская свита, сложенная главным образом алевролитами, глинами (в том числе углистыми), песчаниками и гравелитами. Мощность проницаемых горизонтов изменяется от 1-2 до 6-8 м.

Отложения тюменской свиты залегают на породах вулканогенно-осадочного комплекса туринской серии, имеющей в этом районе предположительно среднетриасовый возраст и представленной чередованием измененных в большей или меньшей степени эпигенетическими процессами маломощных слоев миндалекаменных базальтов и туфов, часто аргиллитизированных и карбонатизированных. Кровля туринской серии, подстилающая отложения тюменской свиты, обычно сильно изменена и представляет собой гидролизованную (выветрелую) породу, сложенную главным образом сферосидеритом и гли-

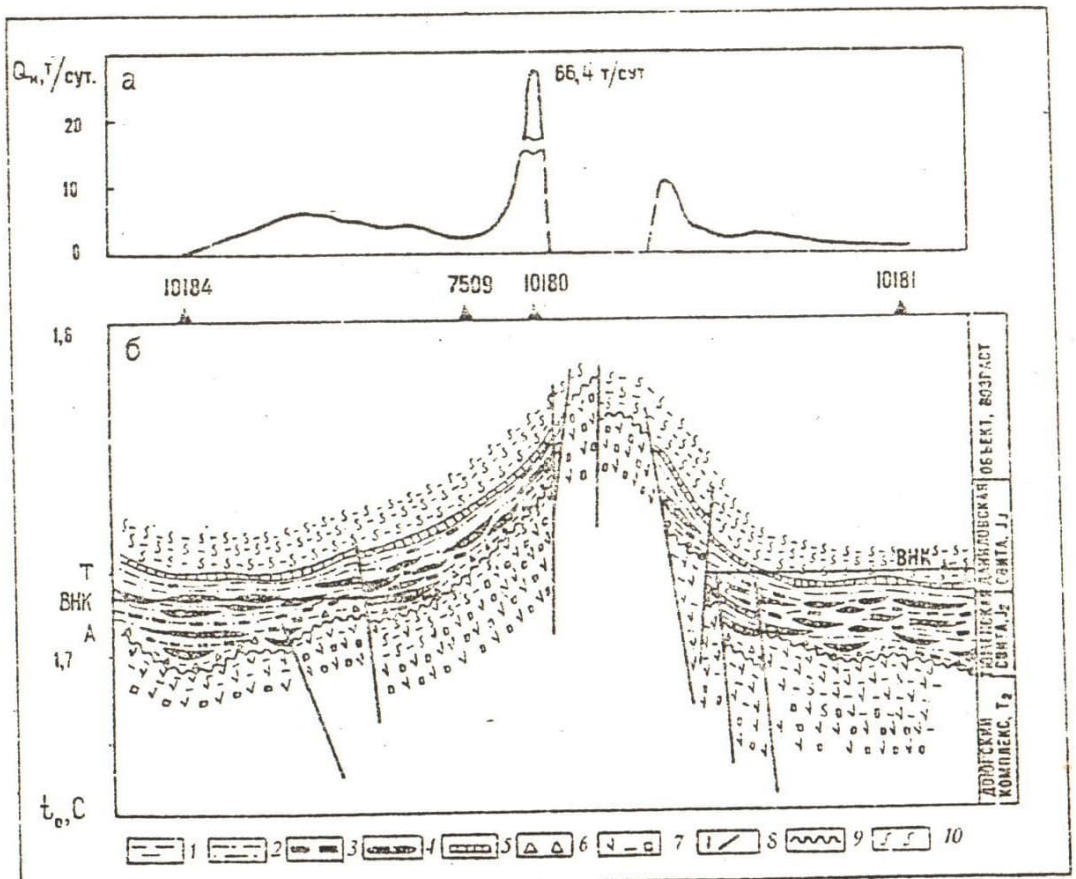


Рис.1. Распределение величин начальных дебитов нефти (а) и сейсмолитологический разрез (б) вдоль сейсмопрофиля 200781 Шушминского месторождения.

1-глины; 2-алевролиты; 3-угли; 4-песчаники; 5-сферосидерит- глауконитовый репер; 6-обломки минералов; 7-породы доюрского комплекса; 8-разрывные нарушения; 9-поверхность стратиграфического несогласия; 10-зона трещиноватости, поверхности скольжения.



нистыми минералами. Базальные отложения тюменской свиты чаще всего представлены англомератами преимущественно глинистого, иногда углисто-глинистого состава, содержащими разноразмерные обломки (до галек) минералов и пород с многочисленными поверхностями и зеркалами скольжения. Реже отмечаются гравелиты.

В этой же части разреза встречаются пестрые конгло-брекчии, сложенные окатанными сильно измельченными (аргиллитизированными) обломками изверженных пород основного состава и остроугольными серыми обломками халцедонов и агатов из миндалини базальтов. Цементированы конгло-брекчии преимущественно галлуазитом с примесью каолинита, имеющего низкую степень структурного совершенства.

Выше по разрезу отмечается переслаивание алевролитистых песчаников кварц-полевошпатового состава, среднесортированных, плохоокатанных с глинистыми и углисто-глинистыми прослойками, содержащими часто корни растений (палеопочвы). Цементом в песчаниках чаще всего является каолинит с низкой и средней степенью совершенства кристаллической структуры. В наиболее проницаемых разновидностях песчаников отмечаются регенерированные зерна кварца и высокоупорядоченный каолинит, свидетельствующие об активных эпигенетических преобразованиях песчаников.

В средней части разреза залегает пачка глинисто-алевролит-уголистых пород. Наблюдается закономерная смена алевролитов с редкими линзочками углей и тонкими прожилками (до 5-8 мм) песчаников и гравелитов через фангломератовые глинистые алевролиты со стяжениями пирита углистыми глинами и почвами к нижним пластам среднесортированных песчаников.

В той же части разреза над описанной пачкой пород в разрезах скважин, расположенных вблизи высокоамплитудных поднятий фундамента (например, скв. 10180) отмечается маломощный пласт пятнистой серо-буроватой конгло-брекчии с окатанными гальками и гравием карбонатизированных изверженных пород и остроугольными обломками халцедонов. Окатанные обломки представляют собой почти нацело карбонатизированные породы, вероятно, первоначально основного состава. Цементом служит мелкозернистый сидерит. В обломках кроме карбоната отмечается хлорит, серпентин, каолинит, иллит и галлуазит.

Очевидно, что описанный тип пород возник за счет местного терригенного материала, снесенного с ближайших поднятий временными водотоками в результате кратковременной тектонической активизации (ростом локального поднятия). Хорошая окатанность галек и гравия обусловлена мягкостью карбонатизированных пород. Описанный пласт разделяет нижнюю часть тюменской свиты (продуктивные пласты Т2) и верхнюю (продуктивные пласты Т1).

Нижняя часть верхней пачки тюменской свиты сложена чередованием песчано-алевролитовых пластов и разделяющими их прослойками серых и темно-серых углистых глин иногда с маломощными слоями углей. Обломочная часть песчаников представлена главным образом слабоокатанными зернами кварца (50%), полевыми шпатами (30%). Кроме того, в них присутствует углистое органическое вещество (около 3-4%), пирит (до 2-3%) и глинистые минералы (около 10%), представленные главным образом каолинитом.

Верхняя часть верхней пачки тюменской свиты обычно сложена переслаиванием глинистых алевролитов с алевролитистыми глинами со стяжениями пирита и сидерита, редкими отпечатками растений, рассеянным обугленным детритом.

На описанных породах залегает маркирующий горизонт сферосидеритовых песчаников с глауконитовым и сидеритовым цементом, обломками обугленной древесины, стяжениями пирита (рис. 1).

Гранулометрический состав продуктивных пластов изменяется в широких пределах: от мелкозернистых песчаников до гравелитов. Причем крупнозернистые песчаники и гравелиты более характерны для нижней части тюменской свиты (пласт Т2). Гранулярные коллекторы характеризуются хорошей и средней степенью сортировки ( $S_0$  обычно изменяется от 1,0 до 3,4), медианный размер зерен варьирует в пределах от 0,1 до 0,4 мм.

Наиболее распространены мелкозернистые песчаники, особенно в верхней части тюменской свиты (пласт Т1), имеющие  $Md = 0,11-0,20$  мм. Содержание глинистых минералов в составе цемента обычно изменяется в пределах 2,5-10,5, а карбонатов - от 0,3 до 12,1. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных песчаников и гравелитов изменяются в очень широких пределах. Так, пористость варьирует от 8-10 до 25-27%, а проницаемость - от 0,5 до 231 фм.

Исходя из данных о вещественном и гранулометрическом со-



ставах песчаников и гравелитов, а значит - из условий их образования, невозможно объяснить столь широкие вариации их ФЕС, не привлекая в качестве дополнительных причин вторичную пустотность, образование которой связано с тектонической трещиноватостью и процессами выщелачивания и перестроения гидротермальными растворами.

Наиболее емкие и проницаемые коллекторы представляют собой слабосцементированные (рыхлые) бескарбонатные разности с низким содержанием глинистых минералов (не более 3-4%), представленных почти исключительно высокоупорядоченным гидротермальным каолинитом. Зерна полевых шпатов интенсивно каолинизированы, а кварца имеют регенерационную огранку. Именно под действием вторичных процессов продуктивные пласты приобретают высокие ФЕС.

С целью доказательства выдвинутого положения рассмотрим сейсмо-литологический разрез, построенный вдоль сейсмопрофиля 200781. Сопоставляя распределенные вдоль него величины дебитов (рис. I, а) и тектоническое строение осадочного чехла прифундаментной части плиты (рис. I, б), можно отметить, что максимальный дебит получен из скв. 10180, расположенной в непосредственной близости от высокоамплитудного разлома. Кроме этого важным представляется тот факт, что столь высокий дебит нефти получен из песчаников с эффективной мощностью около 1,5 м (!). В то время как в других скважинах, например 7509, в разрезе которой суммарная мощность песчаников составляет около 10 метров, получен приток всего около 2 т/сут (рис. I а, б).

Анализ прямолинейных элементов структурной карты по поверхности горизонта "Б" показывает, что расположение структур (положительных и отрицательных) подчиняется закономерностям планетарной мегатрещиноватости. Преобладающий азимут простирания элементов - север-восточный. Менее значимый - субмеридиональный, север-западный, проявляется слабо.

Структурная карта по горизонту "А" (кровля доюрского основания) иллюстрирует общую закономерность - расположение структурных элементов подчиняется азимутам планетарной мегатрещиноватости. По горизонту "А" построена также карта начальных дебитов. Анализ показал, что линии равных дебитов (2, 4, 6, 8, 10, 15 и 25 т/сут) имеют преимущественные простирания по тем же азимутам планетарной

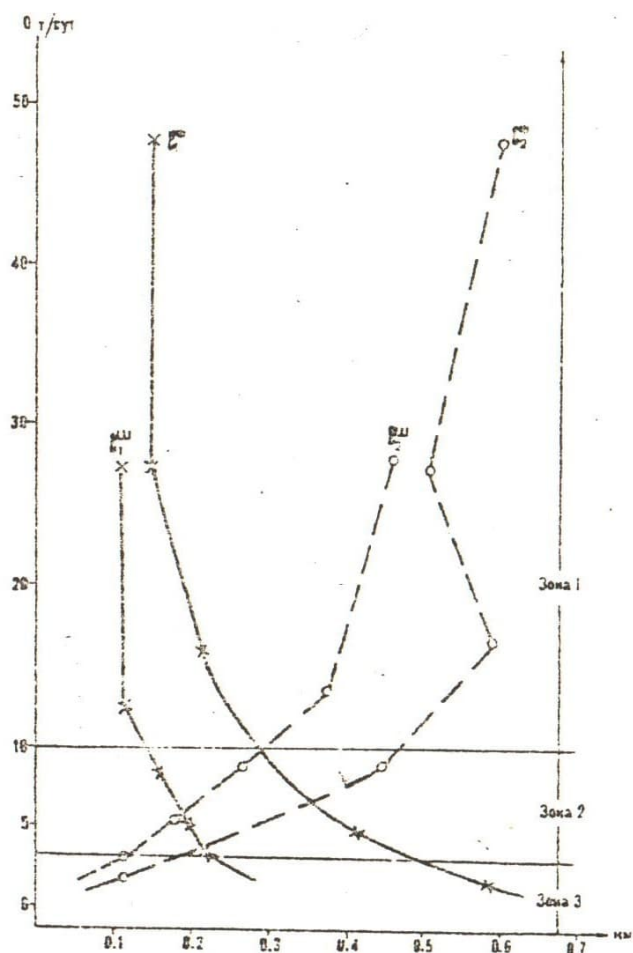


Рис. 2. Зависимость дебитов (Q) от расстояний скважин до структурных линий для Шушминского ( $Q_1^Ш$  и  $Q_2^Ш$ ) и Филипповского ( $Q_1^Ф$  и  $Q_2^Ф$ ) месторождений нефти.

трещиноватости. Анализ функции  $Q \text{ т/сут} = f(x_M)$  по направлениям СВ-ЮВ и СВ-ЮЗ показывает, что высокодебитные (более 10 т/сут) скважины расположены примерно на 1000 м друг от друга независимо от направления азимута. Другими словами, в расположении зон высокопродуктивных коллекторов тюменской свиты Шушминского месторождения наблюдаются элементы системности.

Результаты эксплуатационного разбуривания Шушминского месторождения подтвердили правомерность методических приемов комплексирования данных сейсморазведки и дистанционных исследований 1988 г., разработанных на Салымском геодинамическом полигоне [4]. На рис. 2 показана зависимость начальных дебитов от расстояний скважин до структурных линий — осей положительных и отрицательных элементов структурной карты по горизонту "А". Это подтверждает связь разломно-блокового строения тюменской свиты, находящейся в напряженном состоянии, с нефтенасыщенностью коллек-



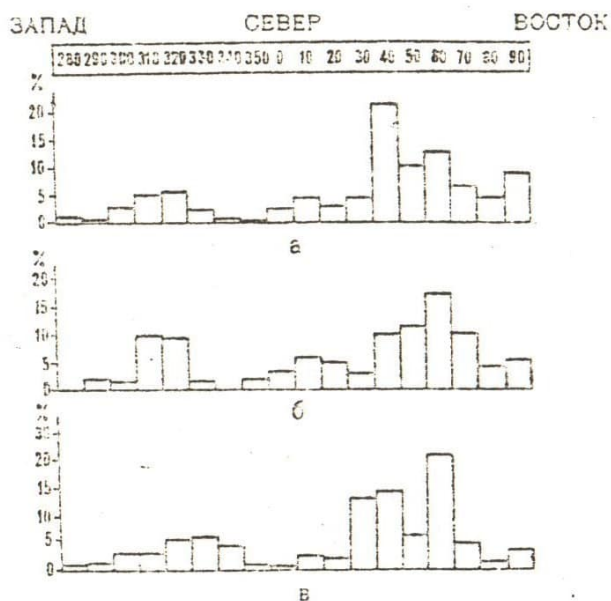


Рис.3. Ориентировка линеаментов в районе Шушминского месторождения.

торов. Такая связь наблюдается и на Филипповском месторождении (рис.3).

Морфометрический анализ структурной карты по горизонту "А" Шушминской площади и карты дебитов показывает тесную связь высокопродуктивных зон с положительными элементами рельефа доюрского основания. На структурной карте выделено 32 положительных элемента, ограниченных замкнутыми изогипсами от -1640 до -1740 м и средний размер 0,64 км x 0,39 км. Замкнутых впадин насчитывается 19 со средними размерами 0,78 км x 0,35 км. Таким образом, есть все основания считать, что современное доюрское основание имеет блоковое строение, средний размер блока по ортогональным направлениям колеблется от 400 до 800 м.

В пределах разбуренной части залежи по замкнутым изолиниям дебитов 6,8 и 10 т/сут выделяется 13 нефтяных полей относительно повышенной продуктивности. Из них - 8 с дебитом более 10 т/сут и 5 - более 6 т/сут. Средний размер высокопро-

продуктивных нефтяных полей оценивается величиной 0,65 км х 0,33 км. По результатам комплексирования сейсморазведки и бурения прогнозируется 13 нефтяных полей, из них с дебитами выше 10 т/сут - 3; 8-10 т/сут - 2 и около 6 т/сут - 8. Средний размер прогнозных зон по ортогональным направлениям составляет 0,48 км х 0,28 км. Обращает на себя внимание совпадение средних размеров положительных структурных элементов карты доюрского основания (0,64 км х 0,39 км) и зон коллекторов повышенной продуктивности тюменской свиты в разбуренной части месторождения (0,65 км х 0,33 км).

Современный структурный план продуктивного горизонта обязан неотектонической перестройке земной коры и ее верхних слоистых систем - осадочного чехла (палеозоя). Дневная поверхность в своих сглаженных эрозионными процессами формах несет отпечаток неотектонических деформаций. Поэтому выяснение связи деформированности дневной поверхности с разломно-блоковым строением низов осадочного чехла и распределением углеводородных флюидов представляет и научный, и практический интерес.

Сопоставление контуров болотных комплексов, сети рек и тальвегов со структурным планом по отражающему горизонту "А" показывает, что на большей части территории впадинам и положительным структурам по кровле доюрского основания на дневной поверхности соответствуют долины и водоразделы. Реки, ручьи и тальвеги ограничивают стабильные, водораздельные участки - блоки дневной поверхности. Дневная поверхность расчленена на блоки 3-х рангов со средними размерами 0,3-0,4 км, 0,7-0,9 км и 1,3-1,5 км.

В распределении ширины болотных комплексов наблюдается также трехранговая система со средними размерами 0,2 км, 0,5 км и 0,8 км. Болотные комплексы развиты на относительно недавних по возрасту (10 тыс. лет) долинах. Полагая, что они размещались на ослабленных ("растягиваемых") участках рельефа дневной поверхности, генетически связанных с неотектоническими деформациями, можно по ширине болотных комплексов сделать оценку ширины "подвижных" зон, разделяющих стабильные блоки водоразделов. Межблоковые, "подвижные" зоны имеют примерно в 2 раза меньшие размеры по ширине, чем сами блоки. Отмечается иерархическая соподчиненность - чем крупнее блок, тем более широкой является межблоковая зона.



При разработке методики комплексирования разнородной информации, в нашем случае, данных профильной сейсморазведки по отражающему горизонту, связанному с продуктивным пластом, и карты линеаментов - результата дешифрирования аэрофотокосмосъемок, прежде всего возникает задача представления информации в виде численных двумерных полей. В дальнейшем к численным полям можно применить математико-статистические методы исследования и искать на эталонных объектах связи между интересующими нас явлениями (расчлененность дневной поверхности, разломно-блоковое строение фундамента и осадочного чехла и дискретное распределение углеводородных флюидов). На основе полученных уравнений связи можно строить прогнозные карты за пределами эталонного участка.

Карта линеаментов известными способами преобразована в карту плотности. "Изолинейное картографирование плотностных показателей отличается прежде всего повышенной наглядностью изображения" [5]. Роз-диаграммный анализ линеаментов и их плотностей приведен в таблице. Из анализа таблицы можно сделать вывод о том, что карта плотностей достаточно хорошо соответствует карте линеаментов - расхождения в оценках относительных величин "лучей розы-диаграммы" не превышает, как правило, 1-2%. Преимущественные азимуты направлений линеаментов и полей их плотности сосредоточены в северо-западном ( $310^{\circ}$ - $330^{\circ}$ ) и в северо-восточном ( $30^{\circ}$ - $60^{\circ}$ ) секторах. Суммарная доля этих азимутов составляет более 65%, тогда как доля их секторов составляет 38 из 100% (рис.3). Карта плотности линеаментов представляет собой мозаику блоков, размеры которых варьируют от 0,2-0,4 км до 1,2-1,5 км. Как видно из приведенных оценок, расчлененность дневной поверхности по размерам отдельных блоков и межблоковых зон отражает с расчлененного доюрского основания и величинами нефтяных полей повышенной продуктивности.

Анализ распределения начальных дебитов ( $Q$  более 10 т/сут) в зависимости от плотности линеаментов позволяет сделать вывод о наличии обратной связи величин начальных дебитов с плотностью линеаментов. Из имеющихся данных можно заключить, что чем меньше расчлененность (блоковая), тем больше вероятность фонтанных притоков. Не исключено также, что при обработке большой выборки (всех эксплуатационных скважин с надежными оценками начальных дебитов), на уровне плотности линеаментов, равной

Таблица

Распределение линзаментов и полей их плотности по азимутам, %  
Шуминское месторождение

Азимуты

270° 280° 290° 300° 310° 320° 330° 340° 350° 360° 10° 20° 30° 40° 50° 60° 70° 80° 90°

Линзе-

амен-

ты

0,5 2 4 6 13 9 10 4 1 3 1 5 10 7 11 8 3 2 0,5

Поля

плот-

ности

Линзе-

амен-

тов

1,5 3 3 6 13 7 6 3 3 2 5 3 5 6 9 12 8 2 3 1,5



$1 \text{ м/км}^2$ , будет максимум, а в интервале  $<1 \text{ и } >3 \text{ м/км}^2$  величины фонтанных дебитов будут минимальными.

Результаты комплексной работы сводятся к следующему:

1. Отложения тюменской свиты разделяются на две пачки - нижнюю, отлагающуюся временными водными потоками и перемежающуюся местными речками, и верхнюю, накапливавшуюся в условиях прибрежно-морских равнин за счет аллювиальных осадков фаций лагун и маршей.

2. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов нижней пачки (пласты Т2 по терминологии разработчиков Уралнефтегаза) в среднем лучше, чем в верхней (пласты Т1), что связано с их гранулометрической характеристикой (межгранулярная пористость за счет большей отсортированности), влиянием новейшей тектоники (тектоническая трещиноватость) и наложенными гидротермальными процессами (вторичные коллекторы).

3. По результатам комплексного анализа данных сейсморазведки, бурения и аэрофотокосмогеоморфологических исследований установлено, что зоны фонтанных притоков (высокопродуктивных коллекторов) имеют размеры, в среднем,  $0,65 \times 0,33 \text{ км}$ , что хорошо согласуется с размерами положительных структур приразломного характера, выделенных по поверхности доюрского основания ( $0,64 \times 0,39 \text{ км}$ ) и размерами геоморфологической расчлененности дневной поверхности (с модами  $0,3-0,4$  и  $0,7-0,8 \text{ км}$ ).

4. Фонтанные притоки получены, в основном, из крыльевых участков структур вблизи флексурных перегибов или разрывных нарушений, что свидетельствует о правомерности интерпретационной модели, учитывающей напряженно-деформированное состояние среды.

5. Позднекайнозойские тектонические движения, переформировавшие предшествующее состояние и структуру слоистых систем юрских пород привели к нарушению гидродинамической связи между единовозрастными продуктивными пластами и разбиению площади месторождения на отдельные блоки, что фиксируется различным уровнем ВНК в пределах юрской залежи Шудминского и других месторождений.

#### Литература

1. Комплексирование сейсмических и дистанционных методов при поисках вторичных коллекторов / Л.Л. Тру-